Office national de l'énergie

National Energy Board

Motifs de décision

Chevron Canada Limited

MH-002-2012

Juillet 2013

Droits et tarifs

Canada

Office national de l'énergie

Motifs de décision

Relativement à

Chevron Canada Limited

Demande de désignation de destination prioritaire présentée pour la raffinerie de Burnaby aux termes du paragraphe 1.58 du Tarif de transport de Trans Mountain Pipeline ULC

MH-002-2012

Juillet 2013

Autorisation de reproduction

Le contenu de cette publication peut être reproduit à des fins personnelles, éducatives et/ou sans but lucratif, en tout ou en partie et par quelque moyen que ce soit, sans frais et sans autre permission de l'Office national de l'énergie, pourvu qu'une diligence raisonnable soit exercée afin d'assurer l'exactitude de l'information reproduite, que l'Office national de l'énergie soit mentionné comme organisme source et que la reproduction ne soit présentée ni comme une version officielle ni comme une copie ayant été faite en collaboration avec l'Office national de l'énergie ou avec son consentement.

Pour obtenir l'autorisation de reproduire l'information contenue dans cette publication à des fins commerciales, faire parvenir un courriel à : info@neb-one.gc.ca

Permission to Reproduce

Materials may be reproduced for personal, educational and/or non-profit activities, in part or in whole and by any means, without charge or further permission from the National Energy Board, provided that due diligence is exercised in ensuring the accuracy of the information reproduced; that the National Energy Board is identified as the source institution; and that the reproduction is not represented as an official version of the information reproduced, nor as having been made in affiliation with, or with the endorsement of the National Energy Board.

For permission to reproduce the information in this publication for commercial redistribution, please e-mail: info@neb-one.gc.ca

© Sa Majesté la Reine du Chef du Canada 2013 représentée par l'Office national de l'énergie

© Her Majesty the Queen in Right of Canada 2013 as represented by the National Energy Board

N° de cat. NE22-1/2013-3F
ISBN: 978-0-660-20989-0

Cat No. NE22-1/2013-3E
ISBN: 978-1-100-22406-0

Ce rapport est publié séparément dans les deux langues officielles. On peut obtenir cette publication sur supports multiples, sur demande.

This report is published separately in both official languages. This publication is available upon request in multiple formats.

Demandes d'exemplaires:
Bureau des publications
Office national de l'énergie
444, Septième Avenue S.-O.
Calgary (Alberta) T2P 0X8
Courrier électronique : publications@neb-one.gc.ca
Fax : 403-292-5576
Téléphone : 403-299-3562
1-800-899-1265

Copies are available on request from:
The Publications Office
National Energy Board
444 Seventh Avenue S.W.
Calgary, Alberta, T2P 0X8
E-Mail: publications@neb-one.gc.ca
Fax: 403-292-5576
Phone: 403-299-3562
1-800-899-1265

Des exemplaires sont également disponibles à la bibliothèque de l'Office
(rez-de-chaussée)

For pick-up at the NEB office:
Library
Ground Floor

Imprimé au Canada

Printed in Canada

Table des matières

Liste des figures i
Liste des tableaux i
Liste des annexes i
Exposé et comparutions ii
Glossaire et liste des sigles et abréviations iv

1. Chapitre 1 Dispositif 1

2. Chapitre 2 Introduction et contexte 2
2.1 Aperçu de la demande et de l'audience 2
2.2 Genèse de la disposition relative à la destination prioritaire 4
2.3 Attribution et répartition de la capacité sur le réseau 5

3. Chapitre 3 Critères de désignation d'une destination prioritaire 6
3.1 Aperçu des critères 6
3.2 Application des critères de DDP à la raffinerie de Burnaby 15
3.3 Conséquences d'une DDP 24

4. Chapitre 4 Attribution de la capacité, commandes d'expédition et répartition de l'espace pipelinier 27

Liste des figures

Figure 2-1 Carte des points de livraison du réseau pipelinier de Trans Mountain 2

Liste des tableaux

Tableau 4-1 Niveaux de répartition sur le réseau pipelinier de Trans Mountain 28

Liste des annexes

Annexe I Historique procédural détaillé de l'instance MH-002-2012 32
Annexe II Liste des questions de l'instance MH-002-2012 34

Exposé et comparutions

RELATIVEMENT À la *Loi sur l'Office national de l'énergie* et à ses règlements d'application;

PAR SUITE D'une demande que Chevron Canada Limited a présentée le 19 juin 2012 en vertu du paragraphe 1.58 du Tarif de transport de Trans Mountain Pipeline ULC visant à obtenir une désignation de destination prioritaire, demande déposée auprès de l'Office national de l'énergie dans le dossier OF-Tolls-Group1-T260-2012-05 01;

CONFORMÉMENT À l'ordonnance d'audience AO-001-MH-002-2012 de l'Office du 21 août 2012;

ENTENDUE à Calgary, en Alberta, les 26, 27 et 29 mars ainsi que les 2, 3 et 4 avril 2013;

DEVANT :

D. Hamilton	Membre présidant l'audience
B. Vergette	Membre
J. Ballem	Membre

Comparutions	**Participants**	**Témoins**
C. W. Sanderson, c.r. K. Bergner	Chevron Canada Limited	H. York E. Fountain K. Judd P. Gray
N. Schultz	Association canadienne des producteurs pétroliers	
S. Shrybman	Syndicat canadien des communications, de l'énergie et du papier	D. Coles
D. P. Langen S. Ladha Richards	BP Canada Energy Group ULC	K. Friesen S.
D.G. Davies Kohlmann N. A. Baines Roman	Pétrolière Impériale Ltée	D. H. J.
G. Cameron K. Slipp	Phillips 66 Canada ULC et Shell Trading Canada	P. Unruh L. Rosko

		P. Carpenter
R. B. Wallace, c.r. Kirshner M. D. Keen	Tesoro Canada Supply & Distribution Ltd.	D. H. Hobbs
M. Buchinski C. Prentice	Trans Mountain Pipeline ULC	
C. King	Ministère de l'Énergie de l'Alberta	
D. Cox J. Lim	Office national de l'énergie	

Plaidoirie écrite

Chevron Canada Limited

Syndicat canadien des communications, de l'énergie et du papier

BP Canada Energy Group ULC

Pétrolière Impériale Ltée

Phillips 66 Canada ULC/Shell Trading Canada

Tesoro Canada Supply & Distribution Ltd.

Trans Mountain Pipeline ULC

Ministère de l'Énergie, des Mines et du Gaz naturel de la Colombie-Britannique

Glossaire et liste des sigles et abréviations

b/j	barils par jour
BP Canada	BP Canada Energy Group ULC
Brent	mélange de pétrole brut produit en mer du Nord qui sert d'étalon pour établir le prix d'un certain nombre d'autres pétroles bruts
capacité disponible	capacité hydraulique du pipeline pouvant servir au transport de pétrole durant un mois donné
capacité non souscrite	capacité disponible restante, compte tenu de la capacité garantie utilisée durant un mois donné
Chevron	Chevron Canada Limited
DDP	désignation de destination prioritaire
destinations d'exportation	marchés d'exportation desservis dans l'État de Washington par le pipeline Puget Sound
destinations sur la terre ferme	toutes les destinations du réseau pipelinier de Trans Mountain autres que le quai Westridge
expéditeur du service garanti	expéditeur ayant signé un contrat de service garanti au quai Westridge après la mise en œuvre de la décision RH-2-2011, dont Astra Energy Canada Inc., Cenovus Energy Inc., Nexen Marketing, PetroChina International (America) Inc. et U.S. Oil & Refining Co.
expéditeur du service non souscrit	i) expéditeur autre qu'un expéditeur du service garanti; ii) expéditeur du service garanti relativement à toute commande de volume excédant la somme de son volume mensuel et de son volume de rattrapage
expéditeurs sur la terre ferme	expéditeurs qui acheminent des produits à des destinations sur la terre ferme
intervenants expéditeurs	BP Canada, L'Impériale, P66, Shell et Tesoro
L'Impériale	Pétrolière Impériale Ltée
Loi	*Loi sur l'Office national de l'énergie*
marché secondaire	transactions d'échange de pétrole ou de capacité sur le

	pipeline opérées entre les expéditeurs du réseau
Office	Office national de l'énergie
P66	Phillips 66 Canada ULC
Panamax	navire ayant une capacité de cargaison de pétrole brut pouvant atteindre environ 55 600 m^3 (350 000 b/j)
Pipeline	réseau pipelinier de Trans Mountain
pipeline Puget Sound	réseau pipelinier de Trans Mountain Pipeline (Puget Sound) LLC
prime	le total des primes payées par un expéditeur pour obtenir une part de la capacité allouée pour les livraisons au quai Westridge
Produits intermédiaires	produits pétroliers partiellement raffinés, comme le naphte et le gas oil sous vide
quai Westridge	installations maritimes de transbordement du pétrole brut de Trans Mountain à son terminal maritime Westridge à Burnaby, en Colombie-Britannique
raffineurs à Puget Sound	sociétés exploitant et acheminant des produits à des raffineries raccordées au pipeline Puget Sound, notamment BP Canada, P66, Shell et Tesoro
SCCÉP	Syndicat canadien des communications, de l'énergie et du papier
service garanti	capacité souscrite sur le réseau pipelinier de Trans Mountain
Shell	Shell Trading Canada
Tarif	Tarif de Trans Mountain Pipeline ULC, et ses modifications
Tesoro	Tesoro Canada Supply & Distribution Ltd.
Trans Mountain	Trans Mountain Pipeline ULC
ultragros transporteur de brut	navire ayant une capacité de cargaison de pétrole brut pouvant atteindre environ 635 900 m^3 (4 000 000 b/j)

Chapitre 1

Dispositif

Chevron Canada Limited (Chevron) a demandé à l'Office de rendre une ordonnance pour faire désigner sa raffinerie de Burnaby comme destination prioritaire (DDP) sur le réseau pipelinier de Trans Mountain. Pour parvenir à sa décision, l'Office a examiné la preuve et les observations de toutes les parties à l'instance MH-002-2012.

L'Office estime qu'accorder la désignation de destination prioritaire est une mesure qui devrait être réservée aux circonstances exceptionnelles. Sur le fondement de la preuve produite, l'Office ne juge pas que les circonstances relatives à la raffinerie de Chevron à Burnaby justifient de prendre cette mesure. Il n'y a donc pas lieu d'examiner les modalités d'une DDP. L'Office souligne qu'il incombe à Chevron de gérer les solutions d'approvisionnement de sa raffinerie à Burnaby de manière à lui permettre le mieux de maintenir son régime de fonctionnement minimum et d'assurer sa viabilité à long terme avec une certitude raisonnable.

L'Office constate qu'il est probable que les procédures de commande d'expédition et d'attribution de la capacité contribuent au degré de répartition de la capacité sur le pipeline. À cet égard, l'Office ordonne à Trans Mountain de soumettre à l'approbation de l'Office, au plus tard le 30 septembre 2013, de nouvelles procédures de commande d'expédition et d'attribution de la capacité tenant compte du problème actuel de répartition ou explication de la pertinence des procédures existantes.

La décision de l'Office s'appuie notamment sur des renseignements confidentiels produits au cours de l'instance, mais il n'est fait allusion dans le présent document qu'à la preuve versée au registre public. L'Office estime qu'aucun aspect de l'instance n'est relié à des enjeux qui doivent faire l'objet de décisions, ou qui ont déjà été tranchés, dans le cadre d'autres instances de réglementation. Les chapitres qui suivent constituent nos motifs de décision relativement à la demande examinée par l'Office au cours de l'instance MH-002-2012.

D. Hamilton
Membre présidant l'audience

B. Vergette
Membre

J. Ballem
Membre

Calgary (Alberta)
Juillet 2013

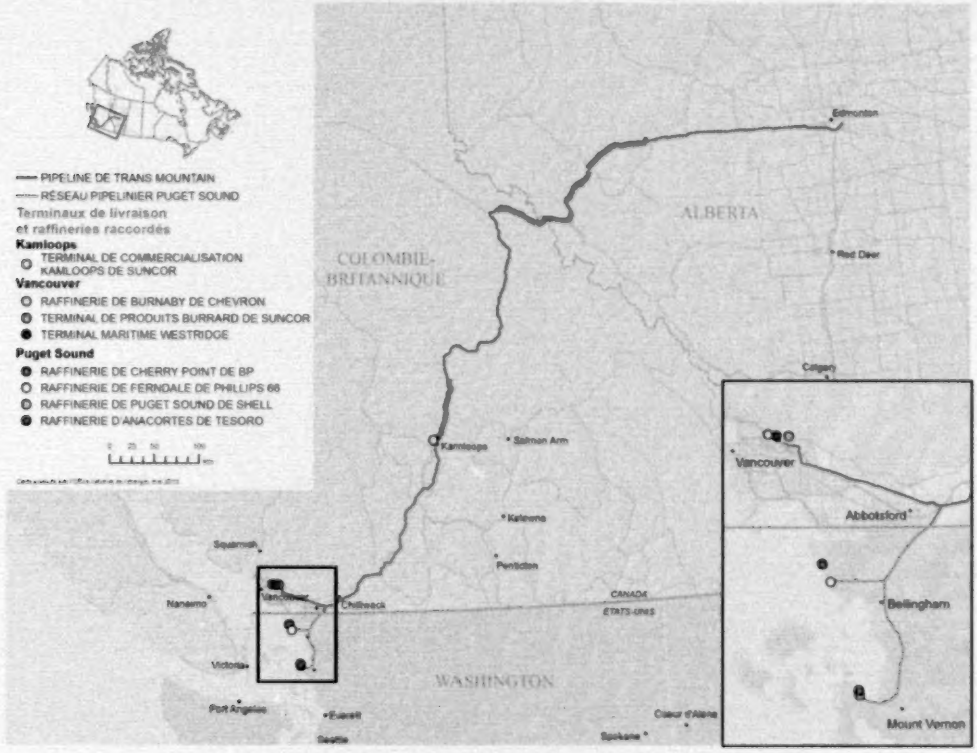
Chapitre 2

Introduction et contexte

2.1 Aperçu de la demande et de l'audience

Le 19 juin 2012, Chevron a présenté une demande à l'Office, en vertu du paragraphe 1.58 du Tarif de transport pétrolier, pour obtenir une ordonnance visant à accorder à sa raffinerie de Burnaby la désignation de destination prioritaire (demande).[1] Chevron a précisé que sa demande était motivée par le haut degré de répartition de la capacité auquel ses commandes d'expédition étaient constamment soumises sur le réseau, lequel nuit à sa capacité d'approvisionner convenablement sa raffinerie de Burnaby en charges d'alimentation.

Figure 2-1 Carte des points de livraison du réseau pipelinier de Trans Mountain



[1] Chevron a déposé sa demande en vertu du paragraphe 1.58 du Tarif de transport pétrolier n° 88 de Trans Mountain. Toutefois, le Tarif n° 89, qui a révoqué le Tarif n° 88, est entré en vigueur en mai 2013. La disposition relative à la DDP du paragraphe 1.58 est demeurée inchangée malgré l'entrée en vigueur du nouveau tarif.

Le Tarif n° 88 prescrit qu'en période de répartition de la capacité sur le réseau, la capacité disponible soit affectée en premier lieu aux expéditeurs du service garanti. Pour la capacité restante, les expéditeurs du service non souscrit qui passent des commandes d'expédition à des destinations prioritaires ont préséance sur toutes les autres commandes. Le paragraphe 1.58 du Tarif n° 88 définit une destination prioritaire comme suit :

> [TRADUCTION] L'expression « destination prioritaire », et tout terme dérivé, s'entend d'une raffinerie, d'un terminal de commercialisation ou d'une autre installation qui est raccordé aux installations du transporteur ou à celles de Trans Mountain Pipeline (Puget Sound) LLC et qui est en mesure de recevoir du pétrole de ces dernières, et que l'Office national de l'énergie a ainsi désigné parce que l'installation ne peut être approvisionnée économiquement à partir de sources de remplacement.

Le 3 août 2012, l'Office a diffusé l'ordonnance d'audience MH-002-2012 pour convoquer une audience publique orale afin d'examiner la demande. Les annexes I et II de la présente décision renferment respectivement un historique détaillé de l'instance et la liste des questions à l'étude.

À la demande de parties à l'instance, l'Office a consenti à ce que certains renseignements déposés par Chevron et plusieurs intervenants soient traités de façon confidentielle (renseignements confidentiels) au cours de l'audience, conformément à l'article 16.1 de la Loi sur l'Office national de l'énergie (la Loi), et il a pris les ordonnances PO-001-MH-002-2012 et PO-002-MH-002-2012 pour fixer le mode de traitement des renseignements confidentiels en question. Les avocats, les tiers experts-conseils et les autres personnes autorisés par ordonnance de l'Office pouvaient consulter les renseignements confidentiels à la condition de signer tous les engagements de confidentialité requis.

Le volet oral de l'audience s'est déroulé à Calgary (Alberta) du 26 mars au 4 avril 2013. Le public a été admis à certaines parties de l'audience orale, mais l'examen des renseignements confidentiels a eu lieu à huis clos. Les parties ont présenté leur plaidoirie finale à l'Office, par écrit, entre le 10 et le 19 avril 2013.

2.2 Genèse de la disposition relative à la destination prioritaire

L'Office a entériné le concept de destination prioritaire pour la première fois dans le cadre de l'instance MH-3-85, qui portait sur la répartition de l'espace pipelinier dans le réseau de Pipe Line Interprovincial (maintenant Pipelines Enbridge Inc.). À ce moment-là, l'Office n'a pas défini clairement la façon dont la disposition relative à la destination prioritaire devait être appliquée, mais il a souligné ce qui suit :

> En ce qui concerne l'établissement des destinations prioritaires, l'Office considère que les systèmes d'attribution devraient rester aussi souples que possible et que le nombre de destinations prioritaires devrait être limité au minimum.

En 1985, les expéditions sur le réseau de Trans Mountain ont été soumises à une répartition de la capacité à la suite de changements d'ordre opérationnel visant à permettre le transport à la fois de produits raffinés destinés au marché de la Colombie-Britannique et de pétrole lourd à destination de marchés étrangers. La clause relative à la destination prioritaire a été ajoutée dans le Tarif en novembre 1985 afin d'y prévoir une formule d'attribution de la capacité pour les cas où les expéditions seraient assujetties à une répartition. À l'époque, la formule d'attribution prévoyait que pour certains produits pétroliers, la capacité pipelinière serait affectée aux destinations prioritaires en toute première priorité.

Après 1985, le problème de répartition ne s'est posé de nouveau qu'en 2003, moment où l'affluence d'expéditeurs désireux d'exporter des produits par le quai Westridge a accru l'utilisation du réseau. Chevron a présenté des demandes à l'Office pour solliciter une DDP en août 2003 et en janvier 2005. Dans l'un et l'autre cas, sa demande a été suivie de modifications tarifaires qui ont fixé de nouvelles modalités de commande d'expédition et de répartition de la capacité. Chevron a finalement retiré ses deux demandes de DDP.

Dans le cadre de l'instance RH-2-2011, Trans Mountain a demandé à l'Office d'approuver l'instauration d'un service garanti pour les livraisons au quai Westridge et une réaffectation d'une partie de la capacité réservée aux destinations sur la terre ferme au profit des expéditions au quai Westridge. L'Office a approuvé le service garanti sur le réseau et a réduit la quantité de capacité affectée aux destinations sur la terre ferme.

Toujours à l'instance RH-2-2011, Trans Mountain a proposé de supprimer de son Tarif la disposition relative à la DDP. L'Office, cependant, n'était pas convaincu que la présence de la disposition dans le Tarif entraînait plus de complications que d'avantages. Il estimait que les expéditeurs ne disposant pas de solutions de remplacement économiques pour s'approvisionner devaient connaître les conditions qu'il devait remplir pour obtenir une DDP. Par conséquent, l'Office avait ordonné à Trans Mountain de déposer un Tarif révisé qui incorporait la disposition relative à la DDP.

L'Office n'a pas désigné de destination prioritaire depuis que la disposition du Tarif a été introduite en 1985.

2.3 Attribution et répartition de la capacité sur le réseau

Le réseau a une capacité nominale de 47 700 m³/j (300 000 b/j). Il dessert un certain nombre de destinations sur la terre ferme en aval, dont la raffinerie de Burnaby et celles de la région de Puget Sound. Ces dernières sont approvisionnées par le réseau grâce au pipeline de raccordement Puget Sound. De la capacité totale du réseau, un volume de 35 100 m³/j (221 000 b/j) est réservé aux destinations sur la terre ferme et affecté en fonction des commandes d'expédition mensuelles de pétrole brut et de produits pétroliers de chaque expéditeur. La capacité restante est affectée aux expéditions au quai Westridge, soit 4 000 m³/j (25 000 b/j) pour les expéditions non souscrites au quai, et 8 600 m³/j (54 000 b/j) pour les expéditions souscrites.

L'attribution actuelle de la capacité du réseau a été fixée dans le cadre de l'instance RH-2-2011. Dans cette décision, l'Office a approuvé, entre autres changements, la proposition de Trans Mountain en vue de réaffecter à la capacité au quai Westridge une tranche de 4 300 m³/j (27 000 b/j) de la capacité réservée alors aux expéditions sur la terre ferme. Reconnaissant que les expéditeurs sur la terre ferme se verraient attribuer une moins grande capacité et que cela pourrait exacerber le problème de répartition dans leur cas, l'Office a invité Trans Mountain et ses expéditeurs à poursuivre le dialogue sur les enjeux de l'heure, dont le problème chronique de la répartition.

Chaque mois depuis novembre 2010, les commandes d'expédition mensuelles à des destinations sur la terre ferme ont excédé la capacité disponible sur le réseau. La répartition effectuée à l'égard des expéditions provenant d'Edmonton a été de 71 %, en moyenne, de janvier 2012 à mars 2013.

Chapitre 3

Critères de désignation d'une destination prioritaire

Pour être désignée destination prioritaire suivant le paragraphe 1.58 du Tarif no 88, une installation doit remplir deux exigences générales : être une raffinerie, un terminal de commercialisation ou une autre installation raccordé au pipeline et en mesure de recevoir du pétrole de celui-ci; ne pas pouvoir être approvisionnée économiquement à partir de sources de remplacement.

Un point central de discorde entre les parties à l'instance résidait dans l'interprétation du libellé suivant le paragraphe 1.58 du Tarif [traduction] : « et que l'Office national de l'énergie a ainsi désigné parce que l'installation ne peut être approvisionnée économiquement à partir de sources de remplacement. » Le Tarif ne fournit aucune orientation quant à la façon d'interpréter le passage, mais chacune des parties a exprimé son point de vue sur ce sujet et fait état des critères, conditions et facteurs susceptibles de s'appliquer. Dans le présent chapitre, nous examinons les critères qui seront employés pour déterminer s'il convient d'accorder une DDP et la façon dont ces critères s'appliquent dans le cas de Chevron. Dans la dernière partie du chapitre, nous traitons des incidences des DDP.

3.1 Aperçu des critères

Observations de Chevron

Chevron a soutenu que l'Office, dans son cas particulier, devrait appliquer les critères suivants pour accorder une DDP :

a) La raffinerie doit démontrer qu'au moment où la demande a été présentée à l'Office, elle était incapable de s'approvisionner auprès d'une source de remplacement pour obtenir les livraisons traditionnellement faites par le réseau.
b) Si la raffinerie a démontré cette incapacité, elle doit aussi prouver qu'elle ne disposait d'aucune solution économique pour se procurer du pétrole brut par un moyen autre que le réseau.
c) Si la raffinerie avait accès à d'autres sources de pétrole brut, il faut déterminer quel serait le manque à gagner sur le plan de l'approvisionnement une fois que ces autres sources ont été exploitées dans toute la mesure de leur fiabilité.

Chevron a affirmé qu'elle croyait courir un risque lié au prix, non pas un risque d'approvisionnement, en choisissant de compter exclusivement sur les livraisons du réseau. Elle a admis que d'autres sources d'approvisionnement, notamment en mer, pourraient parfois s'avérer moins coûteuses que le pétrole brut de l'Ouest canadien.

Cependant, Chevron a souligné qu'elle n'avait pas accepté sciemment le risque d'approvisionnement, c'est-à-dire le risque que le réseau ne puisse procurer à la raffinerie de Burnaby les approvisionnements dont elle a besoin.

Volume requis

Selon l'interprétation de Chevron, la disposition relative à la DDP vise un emplacement plutôt qu'un volume précis. C'est pourquoi elle a soutenu qu'au moment d'examiner la disponibilité de sources d'approvisionnements de remplacement, le volume considéré doit correspondre à la capacité installée de l'emplacement, soit 57 000 b/j dans le cas de la raffinerie de Burnaby. Chevron a affirmé que tous les investissements effectués à la raffinerie de Burnaby s'appuyaient sur une même hypothèse, à savoir que le réseau serait une source d'approvisionnement fiable et permettrait à la raffinerie de mettre en œuvre tous ses actifs, s'il était rentable de le faire dans la conjoncture du marché. Elle a soutenu que le fait d'exploiter la raffinerie à un régime réduit pendant une période prolongée constituerait du gaspillage puisque l'investissement actuel en installations, en équipement et en personnel est conçu pour utiliser la pleine capacité de raffinage.

Chevron a affirmé qu'évaluer le bien-fondé d'une DDP en fonction du volume requis par une raffinerie pour maintenir un régime de fonctionnement minimum consisterait à institutionnaliser l'inefficience économique en raison de la non-utilisation des capitaux et autres ressources associés à la partie inutilisée de la capacité de l'installation. Elle a souligné, de plus, qu'une raffinerie ne sera pas nécessairement rentable même s'il est matériellement possible de l'exploiter à son régime de fonctionnement minimum.

Sources de remplacement économiques

Chevron a avancé qu'une source de remplacement peut être réputée « économique » si le coût du transport s'y rattachant est inférieur au coût du transport par le réseau, soit le droit pipelinier affiché. En ce cas, le coût du transport serait comparé sans égard au coût du pétrole brut livré.

Chevron a soutenu que le cas d'un emplacement qui utilise les approvisionnements du réseau de façon opportuniste, c'est-à-dire en fonction des conditions du marché, est bien différent de celui d'un endroit qui dépend entièrement du réseau et n'envisage d'autres moyens de livraison que lorsque la capacité pipelinière est restreinte. Ainsi, elle a suggéré que l'Office tienne également compte des circonstances entourant la mise en place d'autres moyens de recevoir des approvisionnements. De façon plus précise, l'investissement dans l'autre mode de transport a-t-il été fait dans le but d'en retirer un avantage économique par rapport au réseau? Chevron a reconnu, toutefois, que ce critère serait difficile à appliquer et qu'il obligerait l'Office à exercer un jugement subjectif quant aux motifs sous-jacents d'investissements effectués dans le passé.

Dans l'éventualité où l'Office rejetterait la méthode de détermination exposée ci-dessus, Chevron a proposé que l'Office tienne uniquement compte du fait que

l'emplacement est ou non actuellement en mesure de s'approvisionner auprès d'autres sources. Chevron a soutenu que l'Office devrait évaluer la faisabilité de telles solutions de remplacement au cas par cas, tant sur le plan économique qu'au regard de leur viabilité. Elle a déclaré que cet examen devrait être centré sur le souci d'éviter des investissements inutiles dans une nouvelle infrastructure qui ne serait pas nécessaire si la capacité du réseau était suffisante, en période de restriction, pour approvisionner les clients qui en dépendent vraiment. Chevron ne croit pas que l'intention du Tarif soit d'investir des sommes considérables pour construire ou modifier des installations dans le but d'obtenir des livraisons auprès d'autres sources.

Chevron a aussi indiqué qu'à son avis, une source de remplacement devrait obligatoirement utiliser un mode de transport autre que le réseau. Ainsi, même s'il est possible d'obtenir d'autres approvisionnements en pétrole brut par l'entremise du réseau en achetant du pétrole brut ou des droits de livraison à d'autres expéditeurs (ce qu'on appelle le marché secondaire) et au moyen de détournements de service prévu pour le quai Westridge, Chevron a affirmé que de tels approvisionnements ne constituent pas des solutions de remplacement pour les fins d'une DDP.

Chevron a fait valoir que les circonstances économiques des raffineries ne sont pas des considérations pertinentes dans la décision d'accorder une DDP ou non. Elle a affirmé que le Tarif ne fait pas allusion aux circonstances économiques des expéditeurs ou du consommateur final, et qu'une réglementation axée sur les circonstances économiques des raffineries est incompatible avec le rôle de l'Office, qui est de ne pas subventionner ou soutenir autrement des entreprises qui ne sont pas concurrentielles sur le marché. Aux termes de la Loi, la compétence de l'Office, à titre d'organisme de réglementation, s'étend aux pipelines et à leurs propriétaires et non aux activités économiques des raffineurs de pétrole ou des autres clients des pipelinières. Chevron a affirmé, du reste, qu'une interprétation du terme « économiquement » qui obligerait à tenir compte de la rentabilité de chaque raffinerie avantagerait la raffinerie inefficace, par rapport à celle qui est efficace, parce que sa marge bénéficiaire serait moindre.

Observations des intervenants expéditeurs

Suppression de la disposition relative à la DDP

Un certain nombre de parties ont proposé de retirer la proposition relative à la DDP du Tarif au motif qu'elle n'est pas compatible avec le contexte de réglementation actuel axé sur les conditions du marché. P66 et Shell ont soutenu qu'il faudrait la supprimer, car elle remonte à une époque où les pipelines étaient strictement des transporteurs publics et n'offraient ni marché secondaire organisé, ni service de transport garanti, ni capacité soumissionnable au quai Westridge. M. Carpenter, témoin expert de P66 et de Shell, a exprimé l'avis que le marché secondaire attribue efficacement la capacité pipelinière aux expéditeurs qui lui accordent le plus de valeur, et que la DDP accorderait à une destination prioritaire de la capacité qui, autrement, serait attribuée efficacement grâce au marché secondaire.

Raison d'être de la disposition relative à la DDP

Plusieurs parties ont indiqué que si l'Office décidait de conserver la disposition dans le Tarif, il faudrait limiter le champ d'application de la DDP de sorte qu'elle soit faite uniquement en réponse à des interruptions temporaires, inhabituelles ou extrêmes de l'approvisionnement, qui n'auraient pu être atténuées par un investissement prudent dans des solutions de remplacement. Tesoro a déclaré qu'une DDP devrait refléter des circonstances matérielles imprévues empêchant l'accès à des approvisionnements de brut, que des mesures d'atténuation commerciales ne permettraient pas de surmonter à court terme. Elle a affirmé, de plus, que pour justifier une DDP, il faudrait que ces conditions matérielles soient telles que la raffinerie serait autrement forcée de fermer ses portes ou de suspendre provisoirement ses activités. P66 et Shell ont affirmé que si la DDP a un rôle à jouer dans le marché actuel, c'est celui de protéger un expéditeur qui ne peut pas se procurer des approvisionnements suffisants à n'importe quel prix. Divers intervenants s'entendaient pour dire qu'une DDP ne devrait pas servir à soutenir une raffinerie incapable de survivre financièrement dans le marché.

Volume requis

Les intervenants expéditeurs étaient généralement d'accord que, pour être admissible à une DDP, une raffinerie doit prouver qu'elle est incapable de recevoir un volume requis donné, lequel ne doit pas dépasser ce qui lui est nécessaire pour maintenir son régime de fonctionnement minimum. M. Carpenter a souligné que le fait de limiter le volume requis, et partant le volume visé par la DDP, à ce qui correspond au régime de fonctionnement minimum du demandeur incite ce dernier à prendre une décision rationnelle au sujet de l'achat d'approvisionnements en sus du minimum requis, auprès de sources de remplacement. Il a souligné, par ailleurs, qu'il peut être efficace d'exploiter une raffinerie en deçà de sa pleine capacité, s'il est rentable de le faire.

Sources de remplacement économiques

Les intervenants expéditeurs s'entendaient généralement pour dire que toute norme servant à déterminer le bien-fondé d'accorder une DDP doit comporter une analyse par l'Office des circonstances économiques du demandeur. Ils ont affirmé que le sens du libellé « être approvisionnée économiquement à partir de sources de remplacement », au paragraphe 1.58 du Tarif no 88, ne peut pas être interprété de façon étroite à partir d'une simple comparaison du coût du transport par baril et du droit de transport pipelinier, comme le propose Chevron. Selon eux, si un tel critère était adopté, n'importe quel expéditeur désireux d'obtenir de la capacité sur la terre ferme non attribuée pourrait montrer que ses solutions de transport coûteraient plus cher que le droit pipelinier et, par conséquent, tout expéditeur pourrait répondre aux conditions requises pour obtenir la DDP. Ils ont déclaré que dans l'interprétation du libellé du paragraphe 1.58, il faut aussi tenir compte du coût du brut lui-même.

Les intervenants expéditeurs convenaient que les circonstances économiques du demandeur sont importantes lorsqu'il s'agit d'évaluer sa capacité de s'approvisionner

économiquement à partir de sources de remplacement, mais ils ont proposé deux approches différentes à cet égard.

Observations de P66 et de Shell

P66 et Shell jugeaient que l'Office devrait fonder son évaluation sur la rentabilité marginale d'une source d'approvisionnement de remplacement. D'après M. Carpenter, les approvisionnements de remplacement à examiner pour les fins d'une DDP sont ceux qui peuvent remplacer les barils de brut servant de charge d'alimentation à la raffinerie, dont celle-ci a été privée à cause de la répartition de la capacité. À son avis, la question qu'il faut alors trancher est celle de savoir si les sources de remplacement sont « économiques » dans l'optique de la raffinerie. À cette fin, il a recommandé un critère visant à déterminer s'il est rentable, compte tenu du coût différentiel, de traiter un baril de pétrole provenant d'une source de remplacement. M. Carpenter a exprimé l'avis que des approvisionnements de remplacement sont économiques si les recettes que l'on s'attend à pouvoir tirer de leur exploitation sont supérieures au coût des approvisionnements. Selon ce critère, des approvisionnements de remplacement ne seraient pas économiques si la raffinerie en avait besoin pour maintenir un régime de fonctionnement minimum, mais qu'elle en tirait un rendement négatif.

Observations des autres intervenants

BP Canada, L'Impériale et Tesoro ont affirmé que le facteur principal à considérer devrait être la rentabilité de la raffinerie. Tesoro a indiqué qu'il faut comprendre le passage « ne peut être approvisionnée économiquement à partir de sources de remplacement » comme voulant dire que l'obtention d'approvisionnements en pétrole brut de n'importe quelle source accessible à la destination ne permettrait pas à la raffinerie de générer un profit, ni vraisemblablement d'être rentable dans un avenir rapproché. Tesoro a indiqué que pour atteindre son régime de fonctionnement minimum, une raffinerie peut traiter des approvisionnements de pétrole brut qui, compte tenu des coûts différentiels, ne seraient pas rentables. En agissant de la sorte, la raffinerie peut, à l'égard de son volume total, utiliser du pétrole brut très rentable qui lui permettrait de générer le maximum de profit par jour. BP Canada a soutenu qu'il incombe au demandeur de prouver qu'il ne peut exploiter rentablement la raffinerie à son régime de fonctionnement minimum, quelles que soient les sources d'approvisionnement, après avoir pris des mesures d'atténuation.

À cet égard, BP Canada, L'Impériale et Tesoro ont dit approuver une interprétation du libellé « être approvisionnée économiquement à partir de sources de remplacement » que Chevron a proposée durant l'instance MH-2-2005, à savoir que l'accès à du pétrole brut par des méthodes de remplacement ne serait économique que si le coût afférent permettait à la raffinerie de générer une marge suffisante pour justifier son exploitation continue. Tesoro a fait remarquer que la raffinerie devrait poursuivre ses activités tant et aussi longtemps qu'elle est à même de recouvrer ses coûts d'exploitation, pourvu que le maintien des activités de la raffinerie n'entraîne pas d'importants investissements de capitaux ou coûts de redressement. Tesoro a ajouté qu'il peut y avoir des moments où la raffinerie fonctionne à perte, mais elle

poursuit néanmoins ses activités dans l'attente de pouvoir générer une marge positive dans l'avenir.

Opinion de l'Office

Au cours de l'instance, l'Office a entendu les points de vue des parties sur la question de savoir s'il convient de conserver, de supprimer ou de modifier la disposition du Tarif relative à la désignation de destination prioritaire. Il constate que depuis que la clause relative à la destination prioritaire a été introduite dans le Tarif en 1985, bon nombre de changements se sont produits dans le réseau pipelinier de Trans Mountain, notamment des agrandissements du pipeline, l'instauration du service garanti à destination du quai Westridge et le développement d'un marché secondaire. D'aucuns ont laissé entendre que ces changements militent pour le retrait de la disposition relative à la DDP, mais l'Office est d'avis qu'il convient de la conserver en tant que recours dans des circonstances exceptionnelles.

L'Office a aussi entendu les avis des parties concernant leur interprétation respective du paragraphe 1.58 du Tarif n° 88, qui se lit comme suit :

> [TRADUCTION] L'expression « destination prioritaire », et tout terme dérivé, s'entend d'une raffinerie, d'un terminal de commercialisation ou d'une autre installation qui est raccordé aux installations du transporteur ou à celles de Trans Mountain Pipeline (Puget Sound) LLC et qui est en mesure de recevoir du pétrole de ces dernières, et que l'Office national de l'énergie a ainsi désigné parce que l'installation ne peut être approvisionnée économiquement à partir de sources de remplacement.

Étant donné que l'Office n'a jamais eu à désigner une destination prioritaire par le passé, il tient à expliquer dans les paragraphes qui suivent le rôle de la DDP et les critères suivant lesquels une installation raccordée au réseau peut répondre aux conditions nécessaires pour être ainsi désignée.

Les critères de désignation comportent deux composantes clés. Une première composante repose sur le concept du volume minimum requis. L'autre composante consiste dans l'examen des solutions d'approvisionnement et des aspects économiques. Nous allons commenter chaque composante séparément, puis les examiner comme un tout.

Volume minimum requis

Selon l'Office, la présence des termes « être approvisionnée » dans la disposition du Tarif indique que le besoin d'approvisionnement, ou le volume requis, doit être un des aspects pris en compte pour décider du bien-fondé d'une DDP. En conséquence, l'Office estime que pour être admissible à la DDP, le demandeur doit prouver qu'il est incapable de se procurer le volume

minimum requis pour approvisionner son installation, ou risque fort de ne pouvoir le faire.

Dans le cas de raffineries, l'Office croit que la DDP devrait être réservée, en général, aux circonstances où la raffinerie ne peut recevoir une charge d'alimentation suffisante pour garder ses équipements en marche. Les parties à l'instance ont convenu que le régime de fonctionnement minimum d'une raffinerie correspond au volume sous lequel la raffinerie ne peut plus faire fonctionner son équipement. Sous ce rapport, l'Office estime que, pour les besoins d'une DDP, le volume d'approvisionnement requis pour maintenir un régime de fonctionnement minimum est l'exigence pertinente.

Par conséquent, dans le cas d'une raffinerie, le premier critère pour déterminer le bien-fondé de désigner une destination prioritaire est le suivant : le demandeur doit prouver qu'il est incapable de maintenir son régime de fonctionnement minimum, ou risque fort de ne pouvoir le faire.

L'Office estime que baser la DDP sur le volume requis en régime de fonctionnement minimum ne risque pas d'être une cause d'inefficacité en raison de la sous-utilisation de la capacité de la raffinerie, comme l'a prétendu Chevron. Au contraire, le fait de limiter le volume requis à ce qui est nécessaire pour maintenir un régime de fonctionnement minimum a plutôt pour effet d'inciter la raffinerie à rechercher d'autres solutions d'approvisionnement viables, qui peuvent amoindrir les risques associés à des perturbations de l'approvisionnement.

D'une manière générale, les parties à l'instance ont compris que pour déterminer si une raffinerie est à même de maintenir son régime de fonctionnement minimum, il faut examiner à la fois les réceptions par voie de commandes d'expédition sur le réseau et les approvisionnements de remplacement économiques. Par conséquent, la deuxième composante des critères de DDP insiste sur les solutions d'approvisionnement et, en particulier, sur la mesure où celles-ci sont économiques dans l'optique de la DDP.

Solutions d'approvisionnement et aspects économiques

Plusieurs expressions ont été utilisées au cours de l'instance – sources de rechange, source d'approvisionnement de remplacement, source de livraison de rechange, etc. – pour désigner les approvisionnements d'une raffinerie. Dans cette décision, l'Office a retenu l'expression « solutions d'approvisionnement » pour désigner la gamme complète de sources d'approvisionnement accessibles à une raffinerie, y compris les réceptions par voie de commandes d'expédition sur le réseau et les autres sources d'approvisionnement, existantes ou éventuelles, auxquelles la raffinerie pourrait avoir accès, actuellement ou dans le futur.

La preuve produite à l'instance indiquait que la viabilité des solutions d'approvisionnement était reliée à leur *caractère économique*. L'Office a entendu diverses propositions concernant le critère à employer pour déterminer si les solutions d'approvisionnement sont économiques, pour les fins de la DDP. Cette considération est incluse explicitement dans la disposition du Tarif par l'emploi du terme « économiquement ».

L'Office rejette le critère proposé par Chevron, qui repose sur une comparaison entre le coût de transport de la source de remplacement et le tarif pipelinier, couplée à un examen des motifs sous-tendant les investissements dans la source de remplacement. L'Office croit qu'un critère centré étroitement sur le coût du transport ne rend pas compte de l'ensemble des coûts d'approvisionnement ni de la dynamique globale du marché, et n'est donc pas représentatif des renseignements dont les raffineries peuvent se servir pour prendre des décisions relatives à l'approvisionnement. De plus, l'Office n'est pas en faveur d'un critère qui l'amènerait à présumer des motifs qui ont incité une raffinerie à investir dans une solution d'approvisionnement donnée.

L'Office ne fera pas une analyse économique de chacune des solutions d'approvisionnement qui s'offrent aux raffineurs, pas plus qu'il n'évaluera individuellement d'autres aspects de leur viabilité. Selon lui, c'est au raffineur qu'il appartient d'effectuer de telles analyses lorsqu'il conçoit son portefeuille de solutions d'approvisionnement afin d'assurer la viabilité à long terme de ses installations. Plus précisément, il incombe au raffineur d'examiner toute la gamme de solutions d'approvisionnement et d'approfondir celles qui offrent les meilleures possibilités pour répondre à ses besoins opérationnels et financiers. L'Office juge que les raffineurs sont exposés tant à des risques d'approvisionnement qu'à des risques de prix, et ne croit pas qu'une DDP puisse être substituée à une gestion proactive de ces risques. Il fait remarquer que même si certaines solutions d'approvisionnement peuvent sembler difficiles à exploiter à un moment donné, il n'est pas raisonnable que le raffineur rejette d'emblée une solution puisque la dynamique de l'offre et du marché, la technologie et les valeurs et préférences de la société évoluent au fil du temps.

L'Office n'accepte pas un critère qui fait de la rentabilité de la raffinerie le seul facteur déterminant. Les raffineurs évoluent dans un contexte commercial concurrentiel. Dans ce genre de milieu, il faut s'attendre à des fluctuations de la rentabilité (d'un trimestre, d'une année ou d'un cycle économique à l'autre) et, dans certains cas, l'entreprise peut subir des pertes. Selon l'Office, il serait inacceptable d'employer une DDP pour établir un plancher de rentabilité ou éviter des pertes à une raffinerie.

L'Office estime que la question pertinente est plutôt celle de savoir si la raffinerie, compte tenu de tout son portefeuille d'approvisionnement, de ses activités de raffinage, de ses marchés et de son apport à une entité juridique intégrée, est en mesure d'assurer sa viabilité à long terme avec une certitude

raisonnable. Par conséquent, bien qu'il doive évaluer les circonstances économiques de la raffinerie pour décider du bien-fondé d'une DDP, l'Office estime que cette évaluation devrait être confinée à l'examen du critère suivant : la raffinerie peut-elle assurer sa viabilité à long terme avec une certitude raisonnable? Autrement dit, l'Office doit examiner si la raffinerie est à même de poursuivre ses activités en l'absence d'une DDP.

L'Office reconnaît que demander qu'une partie prouve que sa viabilité à long terme est en péril représente un haut seuil d'exigence pour obtenir une DDP. Cette approche, selon l'Office, est compatible avec sa philosophie de s'en remettre à la dynamique du marché lorsque c'est indiqué. Elle est également conforme à la nature intrinsèque de la DDP, à savoir ne constituer qu'un dernier recours, et ce, pour une période limitée seulement. Ces caractéristiques sont traitées plus en détail ci-dessous.

Critères de DDP

Comme il l'a indiqué auparavant, l'Office estime que le nombre de DDP doit être limité au minimum. À l'instar des intervenants expéditeurs qui ont pris part à l'instance, il juge que le rôle premier d'une DDP doit consister à fournir une assistance à court terme à des expéditeurs confrontés à une grave perturbation de l'approvisionnement qui, en l'absence d'une DDP, non seulement empêcherait la raffinerie de maintenir son régime de fonctionnement minimum, mais aussi mettrait en péril sa viabilité à long terme. Ainsi, la raison d'être de la DDP n'est pas de soutenir artificiellement les activités d'une raffinerie pendant une période prolongée. Elle consiste plutôt à fournir un bref répit face à une pénurie grave d'approvisionnements, pour donner à la raffinerie la possibilité d'étoffer ou de modifier son portefeuille d'approvisionnement dans l'espoir d'éviter la cessation permanente de ses activités. À ce titre, la DDP est une mesure de dernier recours. Compte tenu de l'importance du facteur temps dans de telles circonstances, l'Office souligne que le processus réglementaire entourant l'examen de futures demandes pourrait être mené de façon plus expéditive que dans le cas présent.

À la lumière de l'argumentation qui précède, l'Office définit comme il suit les critères généraux à remplir pour être admissible à une DDP. Une raffinerie peut être désignée destination prioritaire si :

i. elle est incapable de maintenir son régime de fonctionnement minimum, ou court un risque sérieux de ne pouvoir le faire;
ii. elle ne peut assurer sa viabilité à long terme avec une certitude raisonnable.

Si, à défaut de la DDP, la raffinerie ne peut assurer sa viabilité à long terme avec une certitude raisonnable, l'Office envisagerait de la désigner destination prioritaire pour atténuer provisoirement les effets de la perte d'approvisionnements, pourvu que le demandeur puisse démontrer qu'il est

incapable de maintenir le régime de fonctionnement minimum de la raffinerie. À cet égard, on s'attendra à ce que le demandeur prouve qu'il a exercé la diligence voulue en examinant toutes les solutions possibles pour bâtir son portefeuille d'approvisionnement. Le demandeur doit également prouver que le coût d'acquisition d'approvisionnements de remplacement lui permettant de maintenir son régime de fonctionnement minimum serait élevé au point de rendre la raffinerie non viable en permanence. D'après l'Office, cela suppose que le demandeur expose les raisons pour lesquelles il a besoin d'une DDP à court terme et la façon dont cette brève période à titre de destination prioritaire pourrait l'aider à étoffer ou à modifier son portefeuille d'approvisionnement afin de rendre la raffinerie viable.

Dans les sections qui suivent, nous analysons la demande de DDP que Chevron a présentée à l'égard de la raffinerie de Burnaby au regard des critères exposés ci-dessus.

3.2 Application des critères de DDP à la raffinerie de Burnaby

Observations de Chevron

Volume requis

Dans le cadre de ses activités, la raffinerie de Burnaby exploite deux unités de traitement du pétrole brut ayant une capacité nominale de 30 000 b/j et de 27 000 b/j, respectivement. Ainsi, la capacité installée de la raffinerie se chiffre à 57 000 b/j.

Chevron a indiqué que, sur le plan pratique, il lui faut un approvisionnement en brut minimum de 40 000 b/j pour garder les deux unités en marche. Si les approvisionnements tombaient en deçà de ce niveau, elle serait contrainte de fermer une des deux unités. Chevron a précisé qu'une raffinerie s'efforce d'obtenir des approvisionnements suffisants pour maintenir son régime de fonctionnement minimum et ainsi rester en exploitation, puis elle cherche à acquérir des approvisionnements supplémentaires pour fonctionner à hauteur de sa capacité installée.

Chevron a indiqué que la raffinerie de Burnaby a été exploitée au-dessus de son régime de fonctionnement minimum chaque mois depuis que la répartition de la capacité a réapparu en novembre 2010, sauf lorsqu'elle a fait l'objet d'un entretien planifié. La société a souligné qu'elle a réussi à remplacer une partie du manque à gagner d'approvisionnements causé par la répartition, mais qu'il lui a fallu engager des dépenses extraordinaires pour obtenir assez de pétrole brut pour maintenir son régime de fonctionnement minimum. Chevron a expliqué qu'elle y est parvenue grâce à des commandes d'expédition sur le réseau, des soumissions pour la capacité au quai Westridge, le marché secondaire, l'achat de produits intermédiaires et une solution de transport rail-terre-raffinerie.

Sources de remplacement

Chevron a indiqué qu'elle avait pris de nombreuses mesures au fil des ans pour contrer les effets de la répartition sur la raffinerie de Burnaby. En particulier, Chevron avait :

- examiné les solutions par voie maritime;
- organisé le transport rail-route-raffinerie;
- conçu l'option rail-raffinerie;
- importé des produits intermédiaires;
- acheté du pétrole brut ou de la capacité pipelinière sur le marché secondaire;
- soumissionné pour des volumes de pétrole brut sous le régime du système de primes en vigueur au quai Westridge;
- soumissionné pour du service garanti dans le cadre de l'appel de soumissions de 2006 associé à l'agrandissement du réseau;
- soutenu la réalisation du projet de doublement d'ancrage;
- réaffecté au stockage de pétrole brut un réservoir de 105 000 barils réservé à l'isooctane;
- opposé la demande dite Firm 50 (qui réduisait la capacité disponible pour les destinations sur la terre ferme) bien qu'elle ait soumissionné sans succès pour obtenir de la capacité pendant ce processus;
- maximisé ses achats de volumes de brut britanno-colombien pouvant être injectés dans le réseau de Trans Mountain au sud de Kamloops.

Chevron a affirmé que la raffinerie de Burnaby est assez rentable à traiter le brut de l'Ouest canadien qu'elle peut encaisser des pertes sur des barils de brut obtenus par d'autres moyens de livraison. Toutefois, a-t-elle soutenu, cela ne devrait pas l'empêcher d'être désignée destination prioritaire.

Chevron a indiqué que la raffinerie de Burnaby est conçue pour recevoir du brut léger livré par le réseau et qu'elle a une capacité limitée de recevoir du brut d'autres types ou livré par d'autres moyens. Elle estimait que l'absence de terrains libres autour de la raffinerie et l'opposition du voisinage à une intensification du trafic de navires-citernes montrent qu'il serait impossible pour la raffinerie de se faire livrer 57 000 b/j de pétrole autrement qu'au moyen du réseau. Chevron a déclaré que pour des raisons de logistique et à cause des contraintes géographiques imposées par l'emplacement de la raffinerie, plutôt que pour des motifs économiques, elle entrevoit peu de possibilités d'exploiter des solutions de remplacement. Elle a souligné que le meilleur scénario pour diversifier les livraisons à la raffinerie de Burnaby réside dans les solutions de transport par rail qu'elle a conçues pour la livraison de 14 000 b/j. Ce volume, a indiqué Chevron, est bien en deçà de sa capacité installée de 57 000 b/j (et nettement inférieur à son régime de fonctionnement minimum de 40 000 b/j).

Chevron a souligné que plusieurs facteurs font que la situation de la raffinerie est unique par rapport à celle des autres expéditeurs actuels, notamment :

- Rien n'indique que d'autres expéditeurs ont manqué d'approvisionnements en pétrole brut à cause de la récente répartition de la capacité du réseau;
- Il n'y a aucune indication que des raffineurs de Puget Sound ont été exposés au risque de ne pouvoir maintenir le régime de fonctionnement minimum de leurs installations;
- Il y a des raisons de croire que les raffineurs de Puget Sound ont accès à des approvisionnements en brut transportés par voie d'eau, auxquels la raffinerie de Burnaby n'a pas accès;
- Il apparaît que les raffineurs de Puget Sound sont en mesure d'aménager (ou ont aménagé) des installations pour trains-blocs leur permettant d'accéder à des approvisionnements venant des régions intérieures en quantités supérieures à ce que la raffinerie de Burnaby peut obtenir, faute de pouvoir recevoir des trains-blocs.

Les paragraphes qui suivent font état des sources de remplacement que Chevron a évaluées.

Approvisionnement par voie d'eau

Chevron a relevé les contraintes suivantes qui, selon elle, empêchent les importations via son quai Stanovan :

- le manque d'approvisionnements économiques en brut léger non corrosif sur la côte Ouest qui peuvent être transportés par barge;
- le quai Stanovan ne peut pas accueillir des cargos au long cours de gros tonnage (p. ex. des navires-citernes allant de la classe Panamax aux ultragros transporteurs de brut);
- l'ordonnancement et la coordination des arrivages (le quai est conçu pour desservir des navires d'exportation, et occupé par ceux-ci);
- le manque de réservoirs de stockage;
- le manque de barges accessibles de taille appropriée;
- la difficulté de coordonner les livraisons du réseau avec les livraisons maritimes;
- les nombreuses exigences en matière de permis;
- la sensibilité de la collectivité de Burnaby.

Selon Chevron, ces risques et contraintes diminuent l'attrait d'un investissement dans l'infrastructure en vue de permettre l'accès à des approvisionnements transportés par voie d'eau. Elle a soutenu que des investissements dans une nouvelle infrastructure ne sont pas justifiables étant donné que le régime de répartition du réseau pourrait être allégé ou supprimé avant qu'il soit possible de récupérer l'investissement et que le coût du brut de sources étrangères pourrait rendre des importations non économiques.

Transport par rail

La solution rail-route-raffinerie consiste à décharger du pétrole brut livré par wagon porte-rails dans une installation de transbordement, d'où le produit est transporté par camion jusqu'à la raffinerie de Burnaby. Pour mettre en œuvre cette solution, Chevron a construit à la raffinerie des installations pour décharger le pétrole brut des camions. En mai 2012, elle a commencé à prendre livraison de cargaisons de pétrole acheminées par ce moyen, à hauteur de 582 b/j; en février 2013, les livraisons étaient passées à 4 777 b/j. La capacité nominale de cette solution est de 6 000 b/j.

L'option rail-raffinerie consiste à recevoir du pétrole brut livré par wagon porte-rails jusqu'à la raffinerie de Burnaby. Chevron a indiqué qu'elle s'attend à mettre la formule en service à la mi-avril 2013, mais qu'elle craint que les livraisons suivant cette option ne puissent atteindre l'objectif maximum théorique de 8 000 b/j.

Chevron a souligné que c'est seulement dans la conjoncture actuelle – marquée par une forte escompte du brut provenant du centre du continent – qu'elle peut se permettre les coûts de fonctionnement supplémentaires associés aux solutions de transport par rail, et que si l'escompte devait se rétrécir, ces solutions de remplacement cesseraient d'être économiques.

Selon Chevron, les options rail-route-raffinerie et rail-raffinerie sont des solutions ruineuses et non économiques, puisque les coûts de transport connexes excèdent le droit de transport affiché du réseau. Chevron a souligné, de plus, qu'elle a bâti sa capacité de transport par rail dans le seul but d'atténuer les pénuries d'approvisionnement attribuables à la répartition de la capacité et de maintenir le régime de fonctionnement minimum de la raffinerie de Burnaby.

Produits intermédiaires

En réaction à la répartition de la capacité du réseau, Chevron a acheté du pétrole partiellement raffiné (produits intermédiaires) pour compenser le manque d'approvisionnements de pétrole brut. La raffinerie de Burnaby importe les produits intermédiaires par son quai Stanovan, à partir duquel elle s'est procuré une charge d'alimentation supplémentaire de quelque 2 500 b/j.

Chevron a affirmé que l'achat de produits intermédiaires est d'un intérêt limité pour deux grandes raisons. D'abord, sa capacité de recevoir des produits intermédiaires est limitée par ses installations de stockage et de quai. Ensuite, les produits intermédiaires sont partiellement raffinés et le raffinage requis pour en rehausser la valeur n'utilise qu'une partie des installations de la raffinerie.

Marché secondaire et soumissions pour la capacité au quai Westridge

La raffinerie de Chevron à Burnaby a obtenu des livraisons sur le réseau en sus de ses propres commandes d'expédition en achetant du pétrole brut ou des droits de livraison à d'autres expéditeurs aux termes de transactions commerciales non

réglementées. Chevron a aussi soumissionné pour du pétrole brut sous le régime du système de prime en vigueur au quai Westridge.

Chevron a indiqué que les achats auprès d'autres expéditeurs étaient opportunistes et qu'elle n'avait écarté aucune possibilité d'en faire pour des raisons de prix. Elle estimait que les tierces parties, avec le temps, auront probablement besoin du pétrole brut qu'elles commandent ou de la capacité qu'elles acquièrent, et ne représenteront plus une source fiable ou prévisible de brut ou de capacité excédentaire dans l'avenir.

Chevron a souligné qu'il y a une forte incitation financière pour d'autres expéditeurs sur la terre ferme à passer des commandes excédant la capacité dont ils ont besoin, sachant que s'ils en obtiennent plus que ce qui leur est nécessaire en définitive, ils auront l'option de la revendre à Chevron à un tarif non réglementé. Chevron a laissé entendre que cette situation pourrait aussi permettre à des concurrents de refuser de vendre de la capacité ou du pétrole brut à la raffinerie de Burnaby, sachant que cette dernière ne sera peut-être pas en mesure d'assurer son régime de fonctionnement minimum.

Chevron a affirmé, de plus, qu'à défaut de sources de remplacement, elle a récemment été obligée de surenchérir sur toutes les autres soumissions visant la capacité au quai Westridge afin de s'assurer d'obtenir suffisamment de brut pour maintenir le régime de fonctionnement minimum de la raffinerie de Burnaby.

Chevron a déclaré que le principe essentiel de la destination prioritaire, c'est qu'un expéditeur privé de solutions de remplacement pour se faire livrer les approvisionnements dont il a besoin ne devrait pas être forcé d'aller sur un marché secondaire, qui est plus coûteux et entraîne des investissements peu rentables, simplement pour garder son installation en marche.

À son avis, il y a deux raisons clés pour lesquelles le marché secondaire et les volumes provenant des soumissions pour la capacité au quai Westridge ne sauraient être vus comme des « sources de remplacement » au sens de la disposition du Tarif relative à la DDP. Premièrement, a affirmé Chevron, la définition de la DDP est centrée sur les caractéristiques d'un emplacement, plutôt que sur une catégorie de service donnée. Les caractéristiques d'un emplacement restent inchangées peu importe que ses livraisons résultent de commandes d'expédition sur le réseau, de réacheminements découlant de soumissions pour la capacité au quai Westridge ou d'achats sur le marché secondaire qui sont livrés par le réseau. Ainsi, dans l'optique de l'emplacement, des livraisons par le réseau ne peuvent pas être une solution de remplacement pour des livraisons par le réseau.

Deuxièmement, Chevron a souligné que la capacité actuelle du réseau est de 300 000 b/j, ce qui est supérieur à la capacité de la raffinerie de Burnaby et de toute autre installation interconnectée. Chevron a fait valoir que si le réseau était vu comme une source de remplacement pour les fins de la DDP, aucune des raffineries ne pourrait être désignée destination prioritaire, car les approvisionnements disponibles au moyen d'achats à d'autres expéditeurs pourraient, en théorie, fournir tous les

approvisionnements qui manquent pour alimenter n'importe quelle installation raccordée au réseau.

Chevron a reconnu que les marchés secondaires peuvent jouer un rôle en permettant que la capacité pipelinière soit attribuée à ceux qui y accordent le plus de valeur. Cependant, a-t-elle affirmé, ce n'est pas ce qui se produit présentement sur le réseau dans le cas des expéditeurs sur la terre ferme. Selon Chevron, le marché secondaire n'est pas efficace actuellement sous ce rapport pour les raisons suivantes : 1) l'attribution de la capacité se fonde uniquement sur les commandes d'expédition mensuelles, et le système en place récompense les expéditeurs qui sont capables d'accroître le plus leurs commandes, pas ceux qui accordent le plus de valeur à la capacité; 2) les parties qui obtiennent de la capacité grâce à ces commandes peuvent la revendre sur le marché secondaire dans des conditions non réglementées, à ceux qui ne peuvent pas commander d'aussi gros volumes ou qui ne disposent pas d'autres sources d'approvisionnement.

Observations des intervenants expéditeurs

Les raffineurs de Puget Sound et L'Impériale ont demandé que l'Office rejette la demande au motif que Chevron ne répond pas aux critères d'admissibilité à une DDP.

Volume requis

Diverses parties ont souligné que depuis que la répartition a débuté en novembre 2010, la raffinerie de Burnaby a réussi à maintenir ou à dépasser son régime de fonctionnement minimum (sauf pendant les périodes d'entretien planifié), grâce à des approvisionnements en brut obtenus par voie de commandes d'expédition ou à partir de sources de remplacement. L'Impériale a soutenu que Chevron n'a pas démontré qu'elle serait incapable à l'avenir de se procurer la charge d'alimentation nécessaire pour poursuivre les activités de la raffinerie. Tesoro a exprimé l'avis que Chevron n'est pas exposée à un risque d'approvisionnement, mais seulement à un risque de prix. En particulier, P66 et Shell ont souligné que la raffinerie de Burnaby peut aisément satisfaire à ses besoins d'approvisionnement sur le marché secondaire pourvu qu'elle accepte de payer le prix du marché pour l'achat de capacité ou de volumes de brut sur le réseau.

Sources de remplacement

Les intervenants expéditeurs étaient d'avis que l'expression « sources de remplacement » contenue dans la disposition du Tarif devrait englober les solutions de transport par rail accessibles à la raffinerie de Burnaby, ainsi que les achats sur le marché secondaire et les soumissions pour la capacité au quai Westridge. De plus, M. Carpenter a indiqué que les produits intermédiaires devraient être considérés comme une solution de remplacement économique, et L'Impériale a soutenu qu'il devrait en être de même des approvisionnements étrangers. BP Canada a affirmé, pour sa part, que l'Office devrait inclure le contaminat et les isooctanes dans la « logistique de rechange » et parmi les sources de remplacement qui s'offrent à la raffinerie de Burnaby.

L'Impériale a soutenu que l'établissement qui demande d'être désigné destination prioritaire doit prouver qu'il a mis en œuvre toutes les solutions de rechange possibles à la commande de volumes sur le réseau. BP Canada était également d'avis que la DDP ne devrait être envisagée qu'après que le demandeur a tenté d'atténuer un manque d'approvisionnements. Elle a ajouté que les mesures d'atténuation antérieures ou actuelles, telles que la diversification des sources d'approvisionnement et les solutions de rechange logistiques, ou les plans d'atténuation futurs, le cas échéant, devraient toutes être prises en compte pour déterminer si une destination est en mesure de s'approvisionner en pétrole brut. BP Canada a laissé entendre qu'il faudrait reconnaître à Chevron le mérite d'avoir fait des efforts pour faciliter la livraison de pétrole brut autrement que par des commandes d'expédition sur le réseau. Ce serait encourager les expéditeurs à ne rien faire pour remédier à un problème d'approvisionnement que d'agir autrement.

M. Hobbs, témoin expert de Tesoro, a soutenu que les raffineurs de Puget Sound ont fait des investissements considérables dans l'équipement de leurs raffineries et les installations de leurs quais de chargement pour recevoir et traiter une gamme de pétroles bruts facilement disponibles sur le marché mondial. Il a souligné que ce n'est pas le cas de Chevron.

Tesoro a soutenu qu'en différentes occasions par le passé, Chevron a choisi de ne pas faire des investissements dans la raffinerie, ses installations ferroviaires et les aménagements des quais, qui auraient accru sa souplesse et sa capacité de recevoir des approvisionnements en pétrole brut. De même, BP Canada a souligné que Chevron avait sciemment fait des choix : celui de s'approvisionner uniquement au moyen du réseau et celui de ne traiter à la raffinerie de Burnaby que le pétrole brut de l'Ouest canadien. Elle a ajouté que si Chevron a subi antérieurement, ou pourrait subir dans le futur, des déficits d'approvisionnement liés aux livraisons par le réseau, elle est elle-même l'artisan de ce risque commercial et il faudrait l'obliger à accepter la responsabilité du risque qu'elle a pris.

Viabilité de la raffinerie

Les parties ont soutenu que la raffinerie de Burnaby a fonctionné de façon rentable par le passé et qu'elle continuera à le faire sans la DDP, nonobstant la répartition de la capacité sur le réseau. M. Carpenter en a conclu que Chevron a montré qu'elle dispose de solutions de remplacement économiques qu'elle peut utiliser rentablement à sa raffinerie de Burnaby. BP Canada a renchéri en disant que les solutions d'approvisionnement de remplacement accessibles à la raffinerie peuvent être employées de façon rentable comme un tout et que, dans presque tous les cas, chaque source de remplacement a contribué, ou contribuera probablement, à l'économie de l'ensemble. P66 et Shell ont soutenu qu'aucune preuve au dossier ne donne à croire que la viabilité de la raffinerie est en cause.

Opinion de l'Office

Application des critères de DDP à la raffinerie de Burnaby

Comme il est exposé à la section 3.1, les critères à employer pour déterminer le bien-fondé d'accorder une DDP comportent deux composantes. Une raffinerie peut être désignée destination prioritaire si :

i. elle est incapable de maintenir son régime de fonctionnement minimum, ou court un risque sérieux de ne pouvoir le faire;
ii. elle ne peut assurer sa viabilité à long terme avec une certitude raisonnable.

Dans la section qui suit, nous examinons ces critères à la lumière des circonstances actuelles de la raffinerie de Burnaby.

La raffinerie de Burnaby est-elle incapable de maintenir son régime de fonctionnement minimum?

Dans sa preuve, Chevron a indiqué qu'il lui faut une charge d'alimentation minimum de 40 000 b/j pour faire fonctionner les deux unités de traitement de la raffinerie de Burnaby. L'Office fait remarquer que Chevron a constamment réussi à maintenir son régime de fonctionnement minimum de 40 000 b/j grâce à son portefeuille d'approvisionnement actuel, qui comprend le recours au marché secondaire, les soumissions pour la capacité au quai Westridge, la solution rail-route-raffinerie et l'importation de produits intermédiaires.

En outre, l'Office croit que l'option rail-raffinerie, qui devrait commencer à alimenter la raffinerie en pétrole brut dès avril 2013, concourra à améliorer sa capacité de soutenir son régime de fonctionnement minimum.

Pour ces raisons, l'Office juge que la raffinerie de Burnaby, compte tenu de son portefeuille d'approvisionnement, a réussi à maintenir son régime de fonctionnement minimum et ne court pas un risque sérieux de ne pas y parvenir dans un avenir prévisible.

La raffinerie de Burnaby peut-elle assurer sa viabilité à long terme avec une certitude raisonnable?

L'Office constate que Chevron a employé un éventail de solutions d'approvisionnement pour atténuer le risque d'approvisionnement pour la raffinerie de Burnaby et il l'incite à persévérer dans cette voie. Il souligne que d'autres raffineurs parties à l'instance ont adopté une approche similaire et que Chevron ne devrait pas faire exception.

L'Office juge que toutes les solutions d'approvisionnement de la raffinerie de Burnaby dont il a été question pendant l'instance, qu'elles soient réelles ou potentielles, sont des sources d'approvisionnement dont il lui faut tenir

compte pour déterminer si la raffinerie est en mesure de maintenir son régime de fonctionnement minimum et de garantir sa viabilité à long terme. Selon l'Office, il appartient à Chevron de concevoir un portefeuille de solutions d'approvisionnement qui permette le mieux d'atténuer son risque d'approvisionnement et d'assurer la viabilité à long terme de la raffinerie. Dans ce contexte, l'Office estime que Chevron ne devrait rejeter d'emblée aucune solution susceptible d'atténuer son risque d'approvisionnement dans l'avenir, y compris une éventuelle solution de transport par voie d'eau, le marché secondaire, les soumissions pour la capacité au quai Westridge et toute autre solution que Chevron pourrait concevoir pour éviter une DDP.

L'Office estime que la raffinerie de Burnaby, dans certains cas, pourrait être contrainte d'employer des solutions d'approvisionnement qui ne sont pas rentables en termes de marge bénéficiaire, mais qui sont nécessaires pour lui permettre de maintenir son régime de fonctionnement minimum. Selon lui, cela fait partie de l'exploitation d'une raffinerie dans un marché de concurrence. Pour cette raison, l'Office est d'avis que Chevron ne peut pas compter sur une DDP au lieu de gérer son risque d'approvisionnement de façon proactive, comme le ferait tout autre raffineur prudent.

En ce qui touche plus particulièrement le marché secondaire et les soumissions pour la capacité au quai Westridge, l'Office juge que la position de Chevron selon laquelle le réseau ne peut pas être une solution de rechange au réseau est une attitude trop restrictive pour une raffinerie qui doit gérer son risque d'approvisionnement dans un contexte commercial concurrentiel. L'Office ne limite pas son interprétation du Tarif à une question de mots et de syntaxe. Il préconise plutôt une interprétation fondée sur l'objet visé, qui tient compte, dans ce cas, du contexte du marché. Bien qu'il reconnaisse que le marché secondaire peut être moins fiable que le service non souscrit, l'Office fait remarquer que la disponibilité d'approvisionnements est étroitement reliée au prix que la raffinerie est disposée à payer pour ces approvisionnements. Ainsi, l'Office juge que Chevron doit gérer de façon proactive non seulement le risque d'approvisionnement, mais aussi le risque de prix. Il constate, de plus, que Chevron a réussi de façon constante à obtenir des approvisionnements par le biais du marché secondaire et de soumissions pour la capacité au quai Westridge.

Comme Chevron n'a pas satisfait au premier critère, il n'est pas nécessaire que l'Office évalue la viabilité à long terme de la raffinerie de Burnaby.

Pour les raisons qui précèdent, l'Office juge que la raffinerie de Chevron à Burnaby ne répond pas aux critères d'admissibilité à une DDP et que, par conséquent, elle ne doit pas être désignée destination prioritaire.

3.3 Conséquences d'une DDP

Observations de Chevron

Chevron était d'avis que si un client réunit les conditions requises pour être désigné destination prioritaire suivant les modalités du Tarif, la DDP n'est pas une source de distinction injuste. L'Office a déterminé que le Tarif, y compris la disposition relative à la DDP, ne donne pas lieu à une distinction injuste sur le plan des droits, du service ou des installations. Chevron a soutenu que le fardeau de prouver ce point ne lui incombe pas puisque Trans Mountain en a déjà fait la preuve à la satisfaction de l'Office en 1985, et que l'Office l'a réaffirmé explicitement dans le cadre de l'instance RH-2-2011.

Chevron a affirmé que l'incertitude entourant ses approvisionnements futurs nuit à ses propres intérêts et à l'intérêt public en ce qui touche l'exploitation continue de la raffinerie. Elle a indiqué que cette incertitude l'empêche de contracter un engagement futur à long terme à l'égard de la capacité offerte par l'agrandissement proposé du pipeline. Sous ce rapport, l'impossibilité de prendre un engagement dès maintenant pourrait compromettre ses chances de devenir plus tard un expéditeur du service garanti.

Chevron a souligné que la DDP est un moyen d'optimaliser la capacité de raffinage dans la région et que lui accorder la désignation de destination prioritaire à la présente instance favoriserait l'utilisation à Burnaby d'une capacité de raffinage qui resterait peut-être inexploitée autrement. Elle a précisé, toutefois, que cela ne rendrait pas d'autres raffineries inactives.

Observations des intervenants

Conséquences de l'octroi d'une DDP

Les raffineurs de Puget Sound ont fait valoir que l'approbation de la demande de DDP de Chevron se ferait au détriment d'autres expéditeurs du réseau.

Tesoro a argué que si l'Office accordait la DDP à Chevron, comme elle le demande, les raffineurs de Puget Sound se trouveraient, dans les faits, à subventionner leur concurrent. Elle a affirmé que ce résultat serait contraire à l'intérêt public et contreviendrait à l'Accord de libre-échange nord-américain (ALENA). Les raffineurs de Puget Sound seraient obligés de se procurer une plus grande part de leur charge d'alimentation sous la forme de livraisons de brut coûteuses par voie d'eau, qui représentent une source négligeable pour tous les raffineurs de Puget Sound, et qu'ils demanderaient probablement une DDP. D'autres intervenants ont tenu un discours semblable.

P66 et Shell ont exprimé l'avis que ce serait intervenir sans justification dans le marché et récompenser Chevron pour son incapacité de faire des investissements prudents et efficaces que d'accorder une DDP à la raffinerie de Burnaby. Accorder la

désignation de destination prioritaire enlèverait à la raffinerie de Burnaby toute incitation à innover et à investir dans des solutions efficaces sur le plan économique pour s'approvisionner.

BP Canada a soutenu que toute DDP faite dans le réseau est une source de distinction injuste. D'après elle, le fait d'accorder à Chevron la priorité sur tous les autres expéditeurs (à l'exclusion des expéditeurs du service garanti au quai Westridge) est en soi une distinction injuste, car Chevron jouirait d'un accès préférentiel à la capacité du réseau. Les expéditeurs qui ont contracté du service garanti au quai Westridge ont assumé un risque à long terme et versé une prime pour obtenir la préséance sur le réseau. BP Canada a affirmé que si Chevron obtenait gain de cause, elle jouirait de la même préséance que ceux-ci sans assumer de risque ni payer de prime.

Conséquences du refus d'accorder une DDP

Selon le SCCÉP, le Tarif, tel qu'il existe, crée un marché artificiel sur lequel les grandes raffineries de Puget Sound gagnent au détriment de la seule, et beaucoup plus petite, raffinerie de Burnaby en aval. Il a argué que l'avantage concurrentiel dont jouissent les raffineurs de Puget Sound n'a pas été acquis grâce à l'innovation ou l'efficacité, mais leur a simplement été conféré par des règles tarifaires qui avantagent les grandes entreprises. Lorsque Chevron achète du pétrole sur le marché secondaire non réglementé, elle se trouve souvent à acheter à prix fort de l'espace pipelinier à des expéditeurs qui ont pu passer de plus grosses commandes qu'elle. Le SCCÉP a soutenu que cela équivaut à verser une taxe à des concurrents sur du pétrole dont elle a besoin pour faire fonctionner sa raffinerie de Burnaby.

Tesoro a soutenu, pour sa part, que le refus d'accorder une DDP à la raffinerie de Burnaby obligerait Chevron à continuer d'être active sur le marché secondaire et à examiner des solutions de rechange sur le plan de l'infrastructure.

Opinion de l'Office

L'Office a réfléchi à l'incidence de la décision à rendre au cours de l'instance et, d'une manière générale, à l'effet de toute décision concernant la DDP. Pendant l'audience, l'Office a entendu les observations des parties au sujet des conséquences possibles de sa décision sur Chevron, les expéditeurs du réseau, les employés de la raffinerie de Burnaby, l'économie locale et les marchés de produits raffinés.

L'Office admet qu'accorder la DDP à Chevron améliorerait son accès à une source d'approvisionnement moins coûteuse. Il est vrai que la DDP procurerait des avantages à la raffinerie de Burnaby, notamment la protection contre le risque d'approvisionnement et une plus grande rentabilité, mais, selon l'Office, cela n'inciterait pas Chevron à diversifier son portefeuille de solutions d'approvisionnement. Comme nous l'avons dit précédemment, la

disposition relative à la DDP n'est pas censée soustraire les sociétés à leurs risques commerciaux ou à la nécessité de faire des investissements prudents.

L'Office estime qu'en raison de la rareté de la capacité pipelinière, accorder la DDP à la raffinerie de Burnaby de Chevron équivaudrait à faire un transfert de richesse des intervenants expéditeurs à Chevron. Selon l'Office, accorder une DDP dans le cas présent, au détriment de bien d'autres expéditeurs, n'est pas compatible avec sa pratique d'inciter les parties à chercher des solutions axées sur le marché lorsqu'il convient de le faire, comme dans les circonstances actuelles.

En général, l'Office ne se soucie pas des circonstances économiques des installations interconnectées à moins que les droits pratiqués ne soient pas justes et raisonnables ou que la pipelinière exerce une distinction injuste. L'intérêt premier de l'Office dans la réglementation de sociétés d'oléoduc soumises à des obligations de transporteur public consiste à savoir si la pipelinière attribue convenablement sa capacité entre les diverses destinations. Nous aborderons cet aspect au chapitre 4 de la décision.

L'Office estime que son interprétation des critères de DDP et leur mise en application au cours de l'instance représentent un juste équilibre et garantissent une utilisation raisonnable de la disposition relative à la DDP qui ne crée aucune distinction injuste.

En raison de la décision rendue à l'égard de la demande de DDP présentée par Chevron, il n'est pas nécessaire d'examiner les répercussions du point de vue de l'ALENA.

Chapitre 4

Attribution de la capacité, commandes d'expédition et répartition de l'espace pipelinier

Au cours de l'instance, l'Office a été saisi de preuves montrant que les procédures de commande d'expédition et le comportement des expéditeurs se disputant une capacité rare influent sur les niveaux de répartition de l'espace pipelinier. Des parties ont aussi témoigné au sujet du lien qui existe entre les réalités fondamentales du marché et le degré de répartition de la capacité du réseau. Le présent chapitre passe cette preuve en revue.

Aperçu de la méthode d'attribution de la capacité et des procédures de commande

Selon le Tarif, l'attribution de la capacité disponible du réseau se fait dans l'ordre suivant :

- Premièrement, entre les expéditeurs du service garanti;
- Deuxièmement, entre les destinations prioritaires désignées par l'Office;
- Troisièmement, entre les commandes d'expédition non souscrites au quai Westridge;
- Quatrièmement, entre les commandes d'expédition non souscrites à des destinations sur la terre ferme.

Chaque destination sur la terre ferme présente une commande mensuelle à Trans Mountain indiquant le volume de pétrole à transporter au cours du mois suivant. Si les commandes excèdent la capacité du réseau, la règle 14.5a) du Tarif précise que les commandes pour des livraisons sur la terre ferme sont les premières à faire l'objet d'une répartition, laquelle consiste à réduire proportionnellement les volumes commandés pour toutes les destinations sur la terre ferme. Si, à la suite de cette répartition, les commandes d'expédition à des destinations d'exportation excèdent la capacité de 180 000 b/j du pipeline Puget Sound, ces commandes sont soumises à une nouvelle répartition au prorata des destinations d'exportation, puis les volumes excédentaires sont attribués aux destinations terrestres selon la règle 14.5b) du Tarif.

Pour prévenir la surcommande de volumes par des expéditeurs, Trans Mountain a également mis en œuvre une procédure de vérification, suivant la règle 6.1 du Tarif, exigeant que les installations en aval fournissent une attestation écrite d'un tiers confirmant la disponibilité d'approvisionnements suffisants pour couvrir les volumes commandés ainsi que la capacité de retirer ces volumes du réseau.

Répartition

Le tableau 4-1 fait voir la répartition de la capacité du réseau de novembre 2010 à mars 2013.

Tableau 4-1 Niveaux de répartition sur le réseau pipelinier de Trans Mountain

Date	Répartition	Date	Répartition
Novembre 2010	11 %	Février 2012	74,5 %
Décembre 2010	23 %	Mars 2012	72,5 %
Janvier 2011	40 %	Avril 2012	63 %
Février 2011	51 %	Mai 2012	69 %
Mars 2011	45 %	Juin 2012	70 %
Avril 2011	29 %	Juillet 2012	75 %
Mai 2011	43 %	Août 2012	71 %
Juin 2011	66 %	Septembre 2012	70 %
Juillet 2011	67 %	Octobre 2012	74 %
Août 2011	70 %	Novembre 2012	75 %
Septembre 2011	68 %	Décembre 2012	72 %
Octobre 2011	60 %	Janvier 2013	73 %
Novembre 2011	64 %	Février 2013	73 %
Décembre 2011	73 %	Mars 2013	70 %
Janvier 2012	69 %		

Observations de Chevron

Chevron a produit une preuve préparée par la société d'experts-conseils Wood Mackenzie, indiquant qu'une forte croissance de l'offre de pétrole brut issu de l'Ouest canadien et de la formation de Bakken aux États-Unis était à prévoir jusqu'en 2020, ce qui maintiendrait les pressions du point de vue de la logistique de transport du pétrole brut. Wood Mackenzie a aussi soutenu que l'escompte du brut léger non corrosif d'Edmonton par rapport au Brent, ce qu'elle a désigné l'escompte du centre du continent, se maintiendrait à près de 25 $ le baril.

Chevron a affirmé que l'escompte n'a pas influé sur les demandes de la raffinerie de Burnaby touchant le réseau, puisque celle-ci dépend du réseau pour s'alimenter en pétrole brut, peu importe les conditions qui prévalent sur le marché. En comparaison, selon Chevron, l'escompte du centre du continent a suscité une plus forte demande des raffineurs de Puget Sound. Elle estimait que si l'escompte devait décroître à zéro, cela atténuerait les motifs économiques qui poussent les raffineurs de Puget Sound à traiter le pétrole brut provenant du centre du continent.

Selon Chevron, modifier le processus de commande d'expédition ou peaufiner les procédures de répartition sur le pipeline ne constituent pas une solution de rechange à l'attribution d'une DPP et représente davantage un cul-de-sac. D'après elle, plusieurs tentatives ont été faites dans la dernière décennie pour revoir, au moyen de consultations et d'audiences de l'Office, les procédures d'attribution et de commande en vigueur sur le réseau.

Observations des intervenants

Escompte du centre du continent

De façon générale, les intervenants ont indiqué que le manque de capacité pour l'acheminement du pétrole brut est à l'origine de l'escompte du centre du continent. P66 et Shell ont laissé entendre que la croissance de la production de l'Ouest canadien et le déclin de l'offre de la région North Slope de l'Alaska, qui a longtemps approvisionné certaines des raffineries de Puget Sound, peuvent aussi être des facteurs.

Tesoro a souligné qu'à l'heure actuelle, les raffineries essaient de maximiser leur emploi du pétrole brut canadien. Les raffineries de la côte Ouest bénéficient d'une marge de craquage (écart entre le prix du marché des produits raffinés et le prix des charges d'alimentation) généralement avantageuse, en plus de profiter d'un écart de prix lorsqu'elles achètent leurs charges d'alimentation à Edmonton, à un prix d'escompte par rapport aux cours sur les marchés internationaux, et les font expédier par le réseau.

Commandes d'expédition

Certains intervenants ont soutenu que les niveaux de répartition élevés du réseau sont imputables aux expéditeurs qui commandent des volumes supérieurs à leurs besoins. Le SCCÉP a affirmé que la preuve produite à l'instance montre clairement que les expéditeurs du réseau ont l'habitude de passer des commandes largement supérieures aux volumes qu'ils ont réellement l'intention de raffiner.

BP Canada a fait valoir que les niveaux de répartition actuels poussent les expéditeurs à adopter des comportements qui peuvent fausser l'attribution de la capacité du réseau. D'après elle, la répartition impose aux expéditeurs des obligations coûteuses et déraisonnables en les forçant à se préparer à expédier et à recevoir les volumes commandés, même si la pipelinière n'acceptera qu'une petite portion des commandes soumises.

L'Impériale a affirmé que la règle 14.5 du Tarif favorise les commandes excédentaires des raffineurs de Puget Sound, en autorisant Trans Mountain à accepter de leur part des commandes totales supérieures à la capacité du pipeline Puget Sound, ce qui influe sur l'attribution de la capacité pipelinière entre toutes les destinations sur la terre ferme. Selon L'Impériale, cela fausse le calcul de la répartition au détriment des destinations sur la terre ferme au Canada. L'Impériale a soutenu que la règle 14.5b) est inefficace pour ce qui est de prévenir cette distorsion étant donné que, suivant la règle 14.5a), les commandes aux destinations d'exportation ne sont soumises à la répartition qu'après les commandes d'expédition aux destinations sur la terre ferme.

Solutions proposées

BP Canada a soutenu qu'il faut étudier le problème de répartition du réseau plus à fond. Une solution appropriée devrait consister en une attribution plus raisonnable de l'espace pipelinier rare et précieux, plutôt que dans une décision de réglementation qui accorde la préséance à un expéditeur au moyen d'une DDP.

BP Canada a affirmé que si les commandes d'expédition reflétaient plus fidèlement le volume que chaque expéditeur pourrait raisonnablement s'attendre à acheminer, les niveaux de répartition diminueraient de beaucoup et les enjeux auxquels sont confrontés les expéditeurs sur la terre ferme pourraient être amoindris dans une large mesure. Elle a indiqué, de plus, que si les procédures de vérification des commandes dont Trans Mountain se sert suivant son système d'attribution au prorata actuel ne sont pas efficaces, une solution de rechange pourrait consister à vérifier les commandes au regard des antécédents d'expédition. BP Canada a souligné, toutefois, que la solution véritable au problème de répartition réside dans l'agrandissement du réseau.

L'Impériale a fait valoir qu'il faut éliminer le caractère artificiel des niveaux de répartition actuels du réseau et que le fait d'empêcher la surcommande de volumes dans le cas des destinations sur la terre ferme serait tout à l'avantage de la raffinerie de Burnaby. Selon elle, les mesures suivantes contribueraient à remédier aux niveaux artificiellement élevés de répartition de l'espace pipelinier :

- appliquer correctement et rigoureusement la procédure de vérification prévue à la règle 6.1 du Tarif, de sorte que Chevron ne puisse passer des commandes d'expédition pour des volumes nettement plus élevés que ceux dont elle a besoin à la raffinerie de Burnaby;

- comme première étape de la règle 14.5 du Tarif, effectuer une répartition à l'égard des commandes visant les destinations d'exportation de sorte que leur volume total n'excède pas la capacité du pipeline Puget Sound, puis, comme deuxième étape, réduire les commandes résultant de cette répartition en proportion des commandes aux autres destinations sur la terre ferme.

Opinion de l'Office

L'Office estime qu'au vu de la dynamique actuelle et prévue de l'offre et du marché, il y a lieu de s'attendre à ce que la répartition de la capacité persiste dans le réseau. Les parties à l'instance s'entendaient pour dire que l'une des causes de la répartition était le manque de capacité pipelinière pour l'acheminement du pétrole brut à partir du centre du continent nord-américain, y compris le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien. Cela se traduit par un écart de prix entre le pétrole brut provenant du centre du continent et acheminé par voie d'eau, ce qui a pour effet de rendre le pétrole brut de l'Ouest canadien moins coûteux pour les raffineurs. Il s'ensuit une demande accrue pour la capacité du réseau. L'Office est conscient de l'incertitude

intrinsèque des prévisions, mais il constate qu'aucune des parties n'a contesté celles de Wood Mackenzie, qui prédisait une croissance de l'offre de pétrole issu de l'Ouest canadien et de la formation de Bakken aux États-Unis, et la persistance de l'escompte du centre du continent jusqu'à la fin de la période de prévision, en 2020. La plupart des parties jugeaient que le problème de répartition subsistera sur le réseau même si l'escompte du centre du continent se rétrécit, notamment à cause de la forte croissance de la production de pétrole brut attendue dans l'Ouest canadien.

Outre ces considérations, l'Office juge que les procédures de commande et d'affectation de la capacité actuelles sont susceptibles de contribuer à la persistance du problème de répartition sur le réseau. L'Office prend note des arguments des parties qui ont laissé entendre que la révision des procédures de commande et d'attribution de la capacité pourrait constituer une solution au problème de répartition sur le réseau. Dans des décisions antérieures, l'Office a invité Trans Mountain et ses expéditeurs à poursuivre le dialogue sur la question; or, aucun des témoignages présentés à l'instance ne laisse entrevoir que la question est sur le point d'être résolue.

Compte tenu des faits dont il a été saisi, l'Office ordonne à Trans Mountain de revoir ses procédures de commande d'expédition et d'attribution de la capacité pour corriger le problème actuel de répartition sur le réseau. Ce faisant, Trans Mountain devrait prêter une attention suffisante aux contraintes matérielles du pipeline Puget Sound.

L'Office donne instruction à Trans Mountain de soumette les procédures proposées à son approbation au plus tard le 30 septembre 2013, après consultation de tous les expéditeurs du réseau, ou de lui expliquer pourquoi les procédures en place sont adéquates.

Annexe I

Historique procédural détaillé de l'instance MH-002-2012

Chevron a présenté sa demande à l'Office le 19 juin 2012. Le 3 août 2012, l'Office a rendu l'ordonnance d'audience MH-002-2012, qui exposait la marche à suivre et les échéances à respecter pour l'audience et contenait la liste des questions à l'étude. Le 21 août 2012, en réponse à une requête de Chevron, l'Office a modifié l'ordonnance d'audience, y compris le calendrier des événements. Plusieurs parties ont présenté des observations sur la liste des questions et, le 11 septembre 2012, l'Office a révisé cette dernière.

Le 26 septembre 2012, Tesoro a présenté une requête à l'Office lui demandant de rendre une décision sur des questions relatives à l'ALENA, à titre de considération préliminaire. L'Office a établi une procédure par voie de mémoires afin de recueillir les commentaires sur la requête concernant l'ALENA. Le 18 octobre 2012, l'Office a rendu sa décision n° 1, dans laquelle il rejetait la requête de Tesoro.

Le 16 octobre 2012, Chevron a déposé des réponses à des demandes de renseignements, accompagnées d'une requête voulant que certaines des réponses soient traitées de façon confidentielle en vertu de l'article 16.1 de la Loi. L'Office a sollicité des commentaires sur la requête. Le 29 octobre 2012, après avoir obtenu les réponses des parties et la réplique de Chevron, il a rendu sa décision n° 2, dans laquelle il accédait à la demande de confidentialité, et fixé au moyen de l'ordonnance PO-001-MH-002-2012 le processus à suivre pour traiter l'information à caractère confidentiel. Par la suite, l'Office a été saisi de plusieurs requêtes en confidentialité aux termes de cette même ordonnance et il les a tranchées dans la décision n° 4 (datée du 23 novembre 2012), la décision n° 5 (datée du 5 décembre 2012) et la décision n° 7 (datée du 11 février 2013).

Le 23 octobre 2012, Tesoro a déposé une requête pour prier l'Office d'obliger Chevron à fournir des réponses complètes et convenables à certaines demandes de renseignements. Le 26 octobre 2012, l'Office a suspendu le calendrier procédural et instauré un processus par voie de mémoires pour recevoir d'autres requêtes semblables et les observations des parties à leur sujet. BP Canada, P66 et Shell ont déposé des requêtes, et Tesoro a présenté une révision de la sienne. Après avoir reçu les observations de Chevron sur ces requêtes, et les répliques des intervenants, l'Office a rendu la décision n° 3, le 15 novembre 2012.

Dans la décision n° 3, l'Office a exigé que Chevron réponde à certaines des demandes de renseignements. Il a aussi établi un processus par voie de mémoires pour connaître d'autres requêtes demandant la communication de réponses complètes et convenables relativement aux nouveaux renseignements que Chevron devait déposer et à certains renseignements confidentiels. Le 5 décembre 2012, dans sa décision n° 5, l'Office

s'est prononcé sur toutes les requêtes en instance touchant la non-communication de réponses convenables à des demandes de renseignements et il a établi un nouveau calendrier des activités pour le reste de l'instance.

Le 24 janvier 2013, plusieurs intervenants ont déposé des réponses à des demandes de renseignements, ainsi que des requêtes voulant que certaines réponses soient traitées de façon confidentielle suivant l'article 16.1 de la Loi. Le 30 janvier 2013, l'Office a rendu la décision n° 6, dans laquelle il accédait à ces requêtes, et il a défini une démarche pour le traitement des renseignements confidentiels au moyen de l'ordonnance PO-002-MH-002-2012.

Le 29 janvier 2013, l'Office a convié les parties à une téléconférence pour discuter des questions de procédure reliées principalement au traitement des renseignements confidentiels pendant le volet oral de l'audience. La téléconférence a eu lieu le 5 mars 2013 et l'Office a diffusé une mise à jour procédurale le 12 mars 2013.

Le volet oral de l'audience s'est déroulé à Calgary (Alberta) du 26 mars au 4 avril 2013. Le public était admis à certaines parties de l'audience orale, mais l'examen des renseignements confidentiels a eu lieu à huis clos.

En raison de la quantité de renseignements confidentiels recueillis au cours de l'instance, l'Office a décidé d'accepter les plaidoiries finales par écrit à la seule fin que leurs versions expurgées puissent être rendues publiques. Chevron et le SCCÉP ont déposé une plaidoirie finale le 10 avril 2013, et le ministère de l'Énergie, des Mines et du Gaz naturel de la Colombie-Britannique, BP Canada, L'Impériale, P66/Shell, Tesoro et Trans Mountain ont suivi leur exemple le 16 avril 2013. Chevron a présenté sa réplique le 19 avril 2013.

Annexe II

Liste des questions de l'instance MH-002-2012

L'Office national de l'énergie (Office) a relevé les questions suivantes aux fins de discussion concernant la présente instance[2] :

1. Les critères utilisés pour désigner une destination prioritaire conformément au paragraphe 1.58 du Tarif n° 88.

2. Les implications de la décision prise relativement à une demande de désignation de destination prioritaire ainsi que la considération de la nécessité d'accorder une telle désignation, des conséquences et des solutions de rechange.

3. La confirmation que la demande répond aux critères établis pour accorder à la raffinerie de Chevron à Burnaby la désignation de destination prioritaire.

4. Tout aspect de la demande relié à des enjeux devant faire l'objet d'une décision [ou ayant déjà été tranchés] dans d'autres instances réglementaires, en particulier en ce qui a trait à des questions concernant le prolongement proposé du réseau pipelinier de Trans Mountain Pipeline ULC, notamment :

    a. Trans Mountain Pipeline ULC – Méthode de conception des droits (dossier : OF-Tolls-Group1-T260-2012-06 01);
    b. Suncor Energy Products Partnership – Processus d'appel de soumissions (dossier : OF-Tolls-Group1–T260–2012-04 01).

    Le cas échéant, la mesure dans laquelle les enjeux sont inter-reliés.

5. Les conditions dont devrait s'assortir toute approbation accordée par l'Office, s'il y a lieu.

[2] Révisée le 11 septembre 2012.